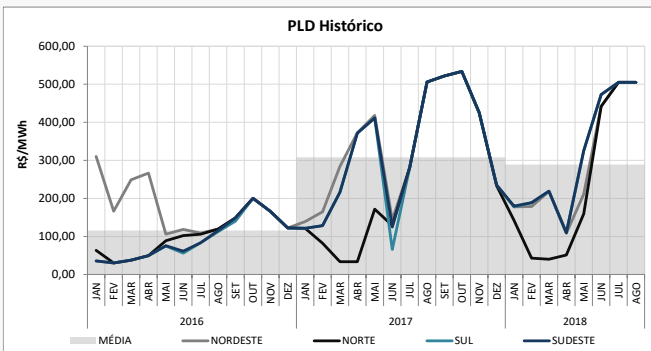
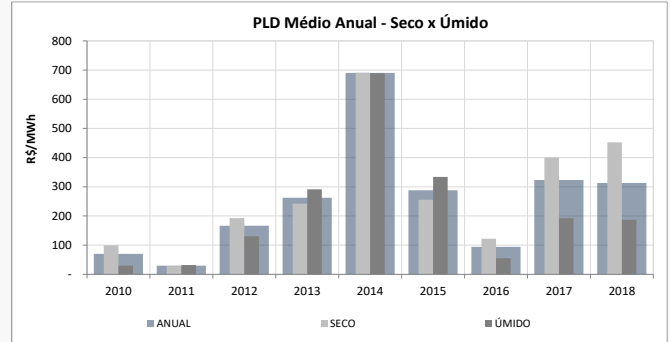
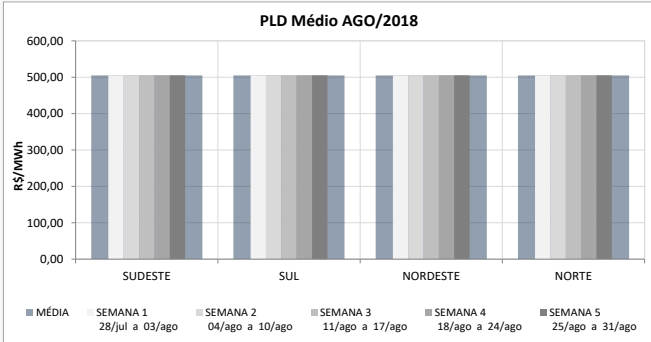


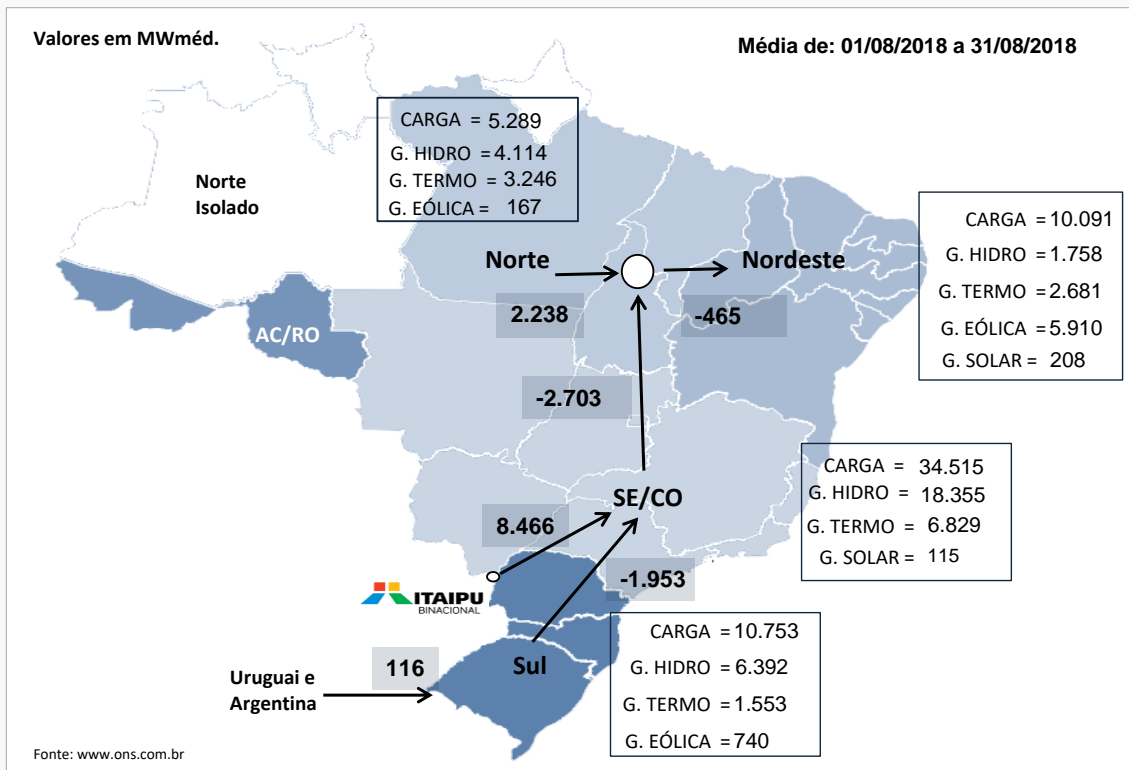
Preço de Liquidação das Diferenças



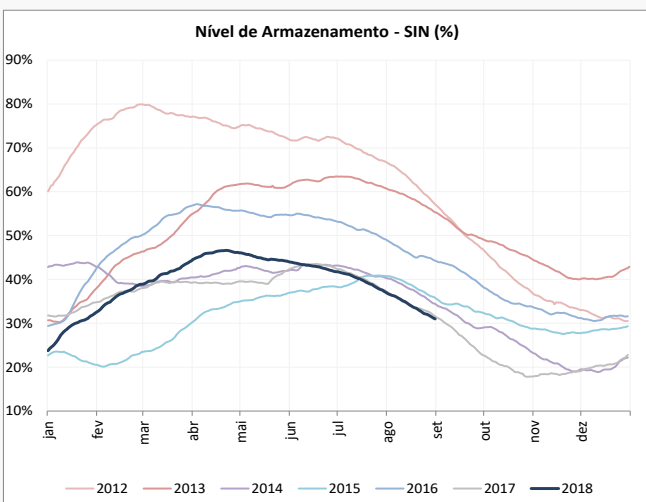
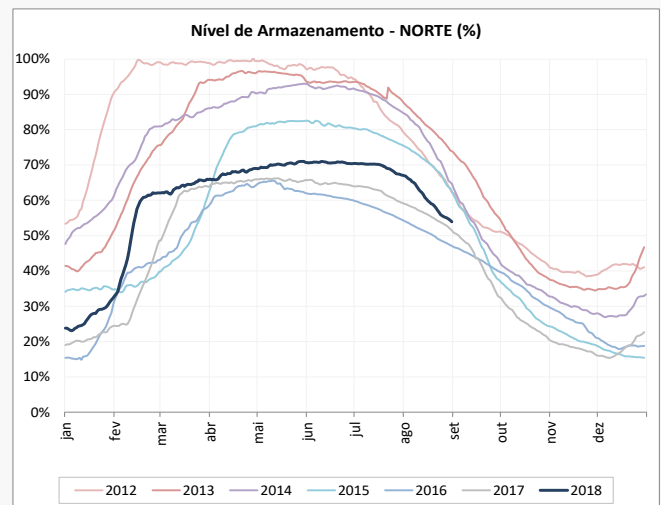
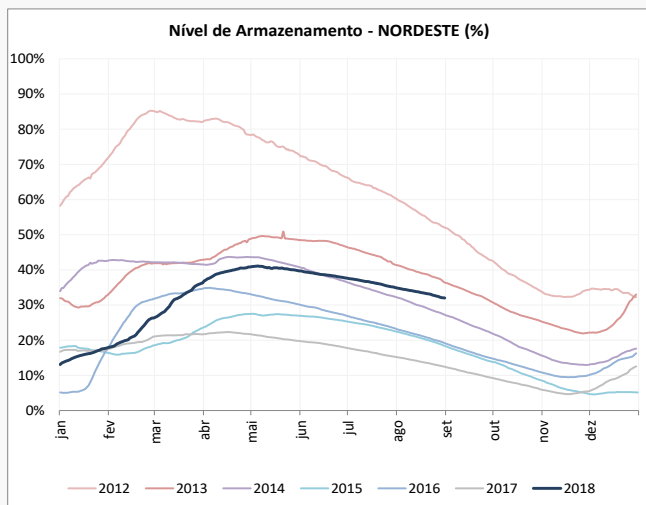
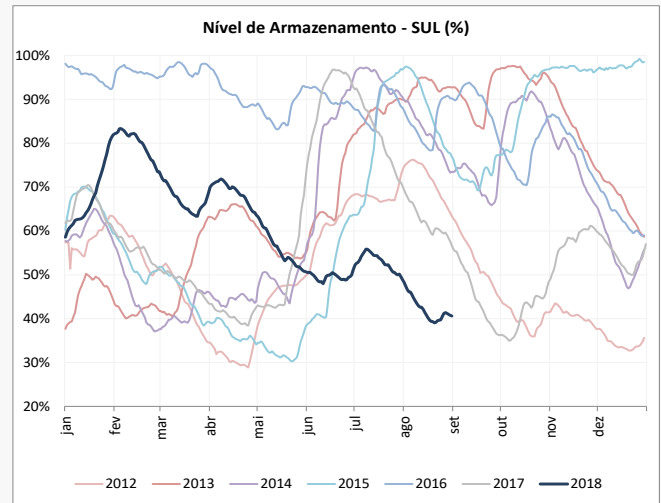
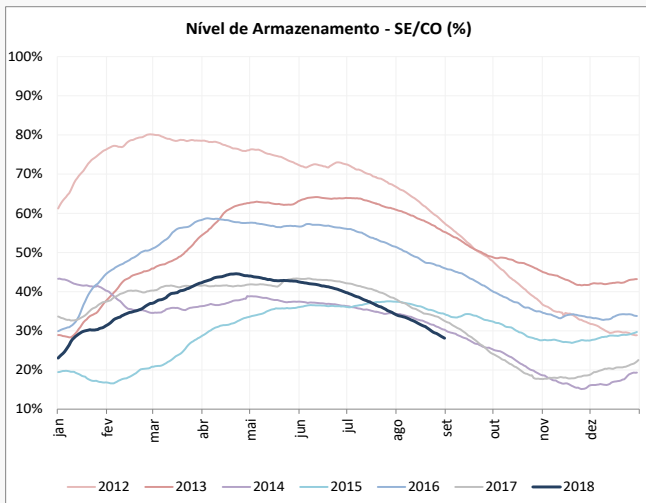
Comentários: O primeiro gráfico sobre Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) apresenta a evolução semanal do índice e ao fundo a média mensal de cada submercado. Devido a continuidade da estiagem que vem ocorrendo nos últimos meses, o mês de agosto também se verificou baixos volumes de chuvas e isso fez com que o PLD dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte se mantivessem no preço teto. O PLD do mês de agosto fechou em R\$ 505,18/MWh nos 4 submercados.

Última atualização: 31/08/2018
Fonte dos dados: www.ccee.org.br

Intercâmbio de Energia entre Submercados



Reservatórios



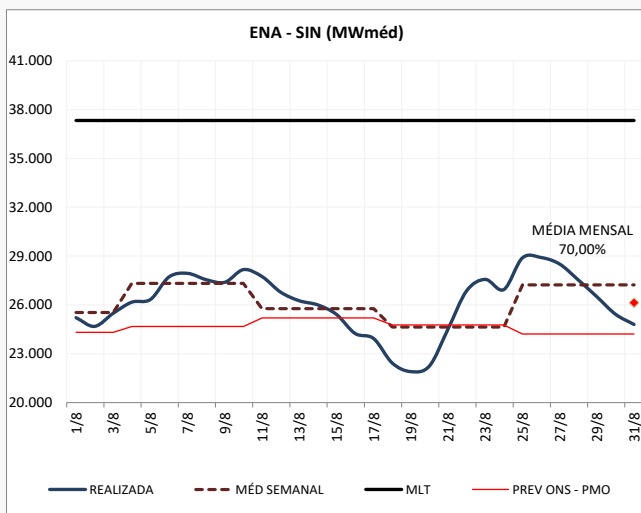
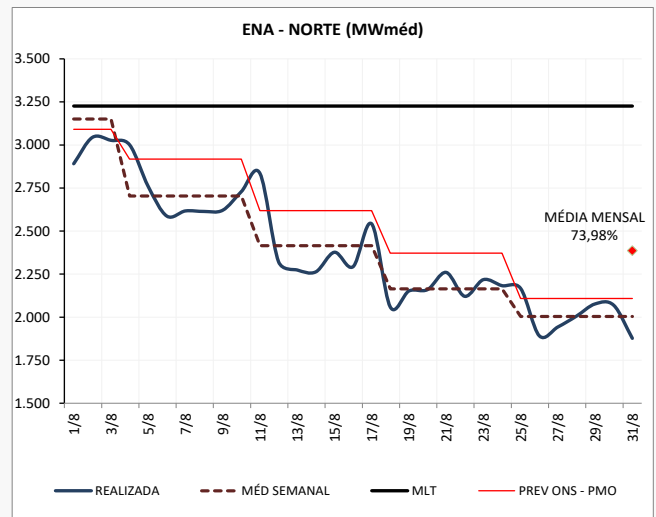
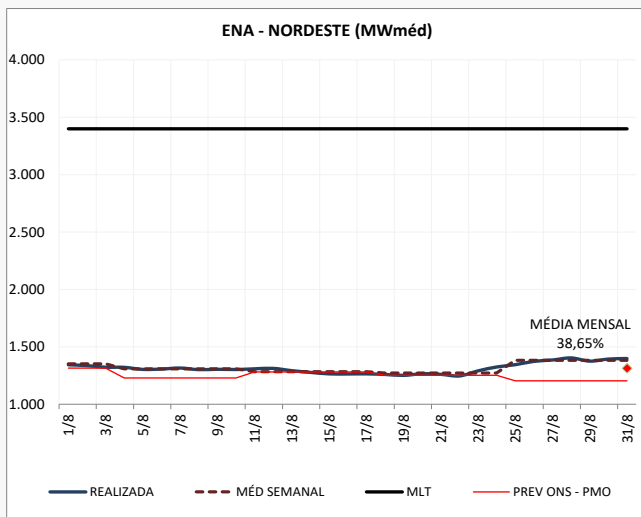
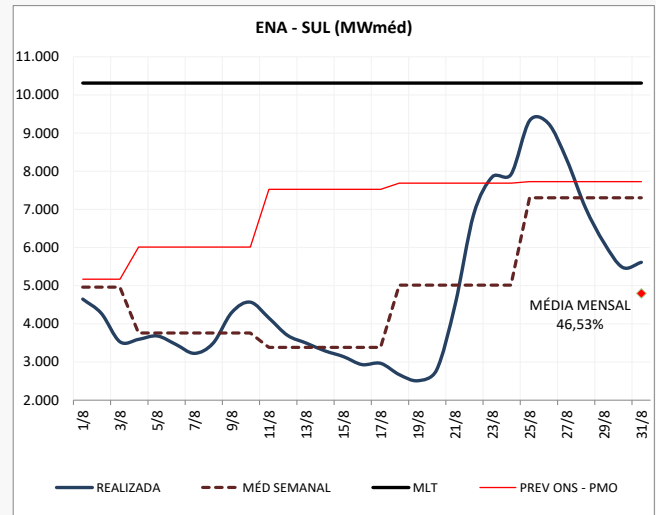
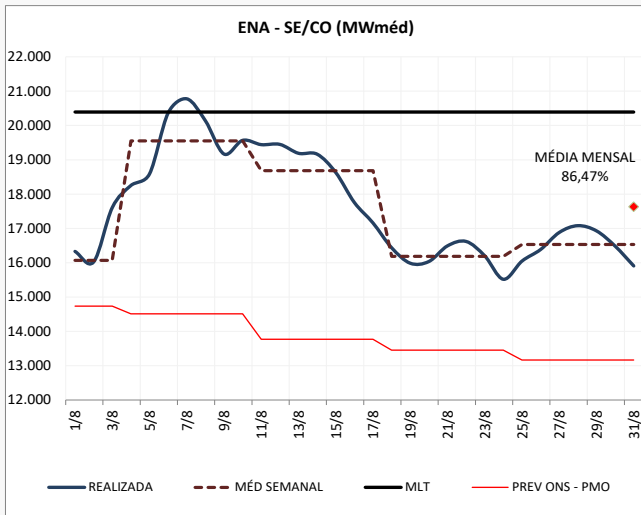
ARMAZENAMENTO [%]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADO EM 2018	28,09%	40,61%	31,99%	53,93%	30,99%
VERIFICADO EM 2017	32,53%	56,67%	12,47%	51,48%	31,60%
DIFERENÇA (2018-17)	-4,4%	-16,1%	19,5%	2,5%	-0,6%

Comentários: O nível de armazenamento nos subsistemas indica a quantidade de água nas bacias hidrográficas com possível aproveitamento energético. Em relação ao mês de julho, observa-se que os níveis dos reservatórios continuam bem reduzidos. Houve redução de 6,14% no SE/CO, 8,25% no Sul, 2,95% no Nordeste e 13,18% no Norte em relação ao mês anterior. Em relação ao mesmo período do ano anterior, observa-se no SIN um decréscimo de 0,6%, devido a piora nas chuvas que fez com que seus reservatórios tivessem redução acentuada.

Última atualização: 31/08/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Energia Natural Afluente



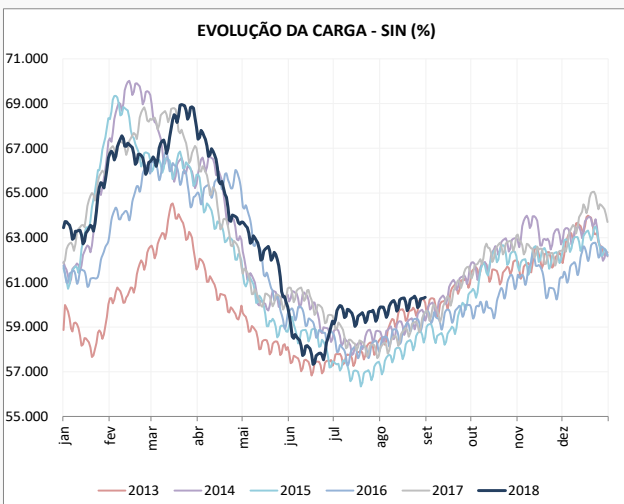
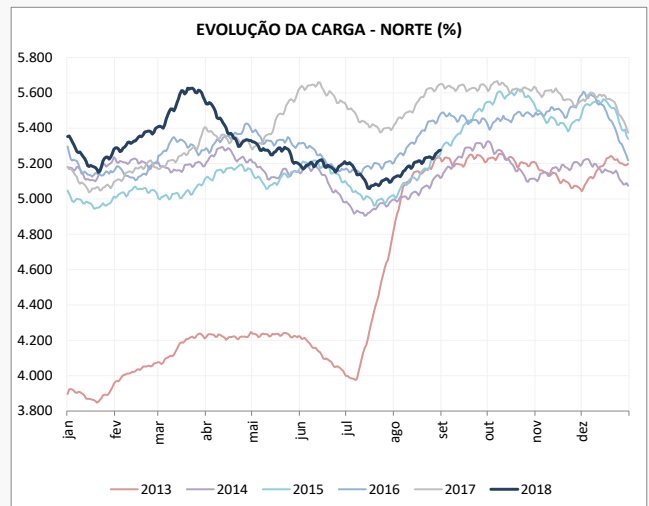
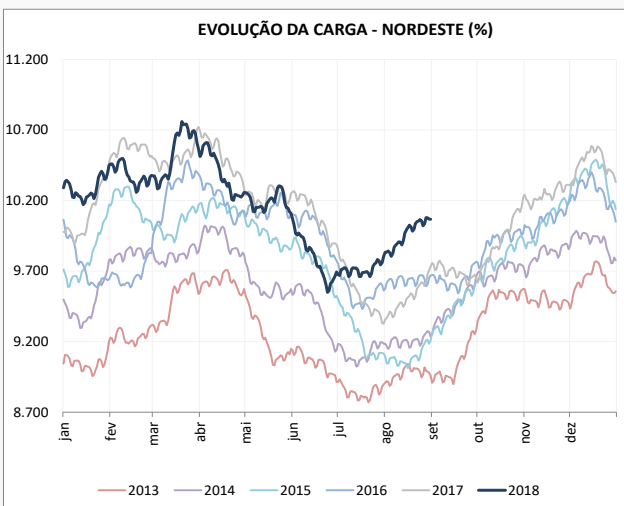
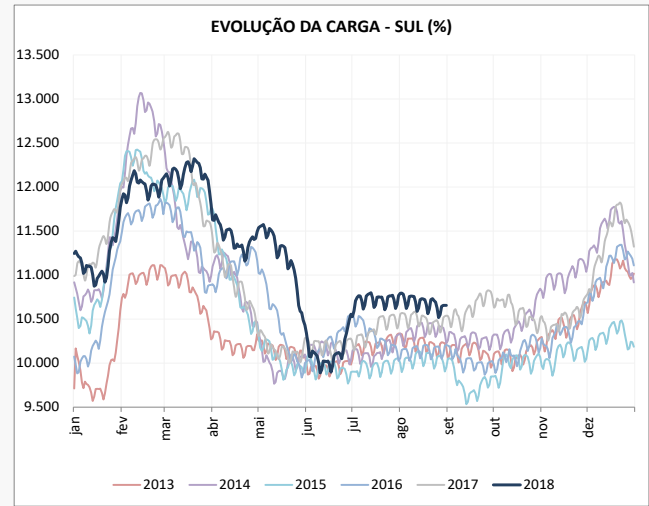
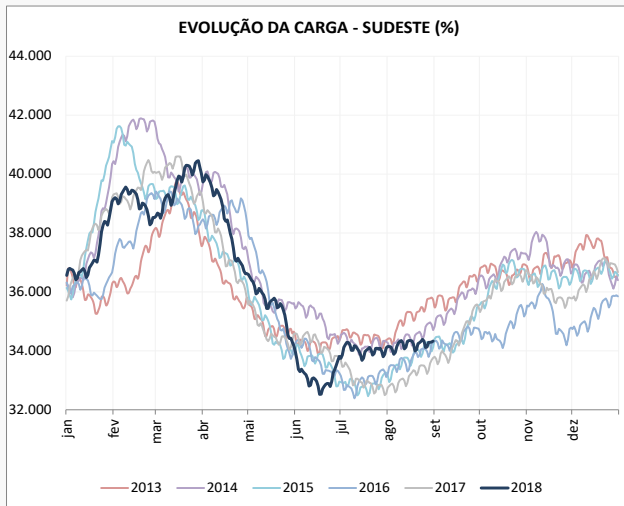
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
MÉDIA MÊS (MWm)	17.633	4.798	1.314	2.386	26.132
MLT (MWm)	20.393	10.312	3.400	3.226	37.331
MÉDIA MÊS (%)	86,47%	46,53%	38,65%	73,98%	70,00%

Comentários: A Energia Natural Afluente representa a chuva que recompõe os volumes dos reservatórios para a produção da eletricidade. O mês de agosto foi um mês que se apresentou com pouco volume de chuvas em todos os submercados. A ENA registrada no SIN apresentou a 9ª pior ENA dos últimos 88 anos do histórico, com um resultado de 13,53% abaixo da média histórica. Todos os submercados apresentaram resultados abaixo da MLT, onde o SE/CO ficou com a 25ª pior ENA dos últimos 88 anos, Sul 16ª pior, Nordeste 3ª pior e Norte 5ª pior.

Última atualização: 31/08/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Carga



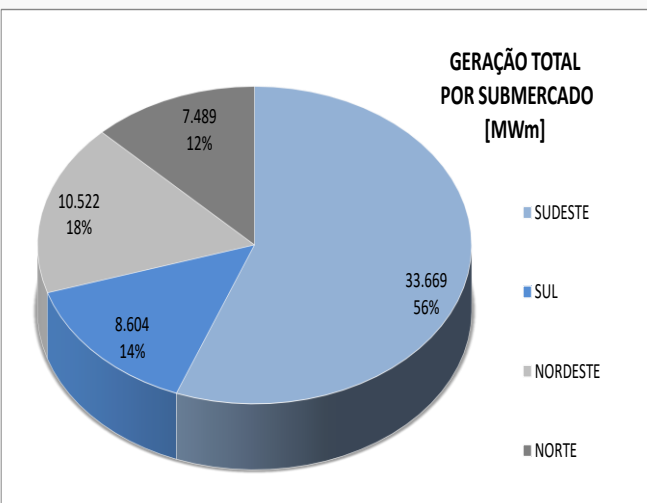
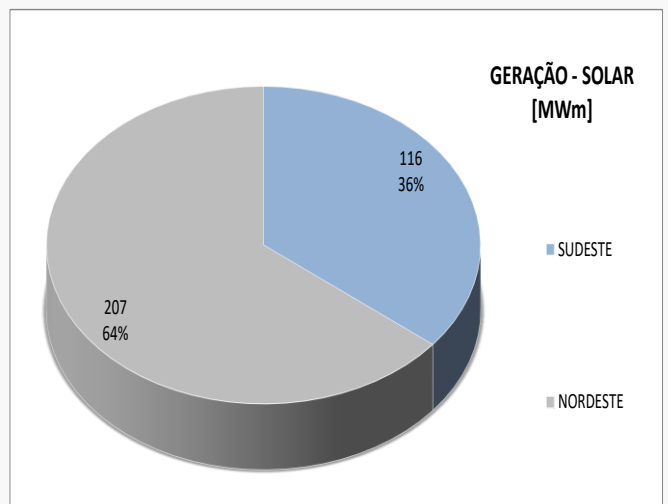
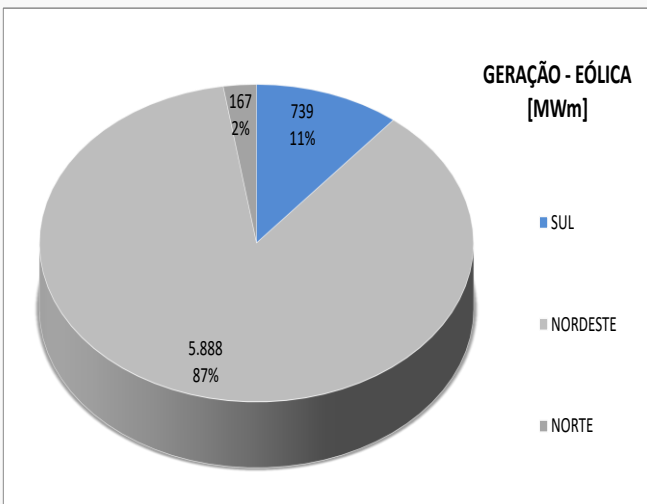
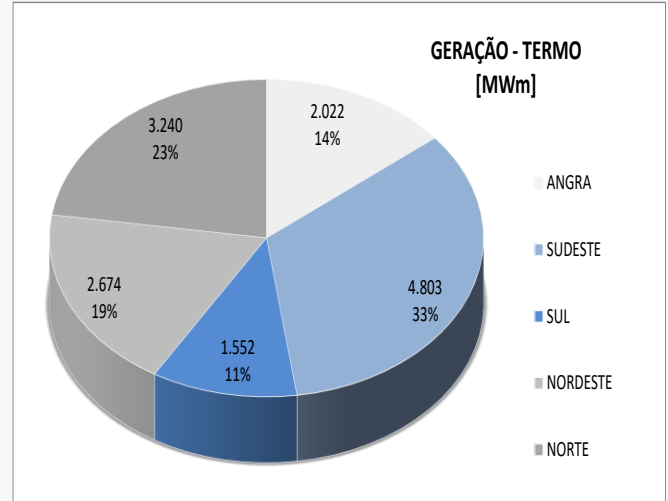
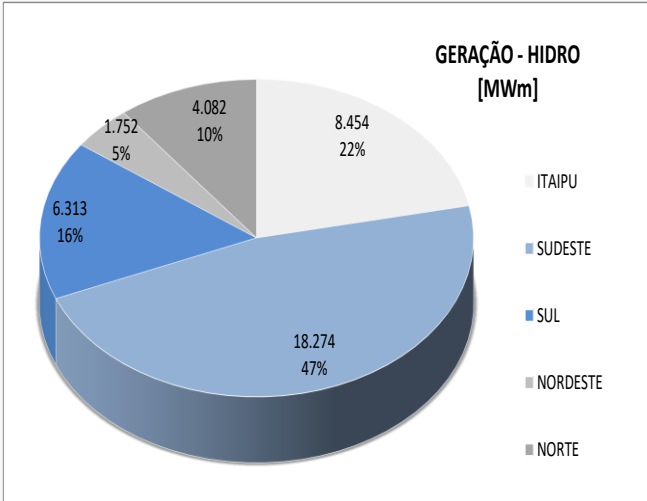
EVOLUÇÃO DA CARGA [MWméd]					
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN
VERIFICADA AGO/2018	34.370	10.684	10.069	5.278	60.400
VERIFICADA JUL/2018	33.948	10.687	9.777	5.101	59.513
VERIFICADA AGO/2017	33.765	10.561	9.727	5.647	59.699
DESVIO AGO/2018 - JUL/2018	1,24%	-0,03%	2,99%	3,46%	1,49%
DESVIO AGO/2018-AGO/2017	1,79%	1,16%	3,52%	-6,53%	1,17%

Comentários: O aumento das temperaturas no mês de agosto fez com que houvesse aumento da carga em praticamente todos os submercados, a exceção foi o Sul, onde apresentou redução de 0,03% em relação ao mês de julho. O submercado SE/CO apresentou aumento de 1,24%, Nordeste de 2,99% e Norte de 3,46% em relação ao mês anterior. Em comparação ao mesmo período do ano anterior, o SIN registrou um acréscimo de 1,17%.

Última atualização: 31/08/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Geração



GERAÇÃO POR FONTE [MWméd]						
SUBMERCADO	SE/CO	S	NE	N	SIN	%
HIDRO	26.728	6.313	1.752	4.082	38.876	64,5%
TERMO	6.825	1.552	2.674	3.240	14.291	23,7%
EÓLICA	-	739	5.888	167	6.795	11,3%
SOLAR	116	-	207	-	323	0,5%
TOTAL	33.669	8.604	10.522	7.489	60.285	100,0%

Comentários: A geração hídrica de agosto representou 64,5%, redução de 0,5% em relação ao mês anterior. Houve aumento de 0,1% de geração térmica em comparação ao mês de julho, em razão das baixas afluências que fizeram com fosse necessário o maior despacho térmico. Nesse mês a geração eólica contribuiu com 11,3% de geração, sendo 0,4% acima do mês anterior. Houve contribuição de geração de energia solar para o SIN de 0,5%.

Última atualização: 31/08/2018

Fonte dos dados: www.ons.com.br

Considerações

Devido ao cenário de agravamento dos níveis de armazenamento das principais bacias hidrográficas, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico autorizou o acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito. Em comunicado feito pelo Ministério de Minas e Energia, há o alerta para a importância de que a sociedade esteja ciente do fato de que o recurso energético de menor preço, proveniente das hidrelétricas, está escasso e que para manter o nível de segurança do suprimento de energia é necessário acionar o parque termelétrico, que tem custos mais elevados. Este é, portanto, um alerta para que o consumidor faça uma gestão mais eficiente do seu consumo de energia. A operação dessas usinas deve aumentar ainda mais o custo pago pelo consumidor. Fonte: Canal Energia.

O Fórum das Associações do Setor Elétrico ainda torce pela aprovação no Senado do projeto de lei que facilita a privatização das distribuidoras Eletrobrás e propõe solução para os débitos resultantes do risco hidrológico. A avaliação, no entanto, é de que mesmo que isso aconteça o mercado de curto prazo deve fechar 2018 com uma conta em aberto de R\$ 13 bilhões, já que dificilmente haverá tempo hábil para a regulamentação das condições previstas em lei para que haja acordo entre devedores e credores. Fonte: Canal Energia.

A Agência Nacional de Energia Elétrica alterou a regra de aplicação de penalidade por falha no suprimento de combustível para usinas termelétricas. A norma aprovada esta semana substituiu o Preço de Liquidação das Diferenças pelo Custo Variável Unitário da usina no cálculo do valor da multa contratual, que será de até 30% do CVU para o gás natural e o carvão e de 10% para combustíveis líquidos. Pela nova regra, a multa será revertida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em favor da modicidade tarifária, por meio de desconto no Encargo de Serviço de Sistema pago pelo consumidor. O valor da sanção contratual será livremente negociado entre gerador e fornecedor de combustível. Pelas regras anteriores, as multas podiam atingir, em alguns casos, o PLD máximo e resultar em valores muito elevados, dependendo do cenário hidrológico. Fonte: Canal Energia.

Com previsão para ser aplicado a partir de janeiro de 2020, o cálculo do preço horário vai demandar ajustes nos próximos meses, para resolver inconsistências apontadas nos testes realizados desde abril desse ano pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A mudança promovida pela implantação de um modelo energético de operação e de formação de preço em base horária no mercado de curto prazo é parte do conjunto de aperfeiçoamentos de mercado, previstos para os próximos anos. Conhecido como Dessem, o programa computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisa em Energia Elétrica aprimora a metodologia de cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças, para aproximar esse cálculo da realidade operativa do sistema. O PLD atual é estabelecido semanalmente, e tem valores diferenciados para três tipos de carga: a leve, a média e a pesada. Fonte: Canal Energia.

Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), dos 25 mil megawatts (MW) de capacidade instalada de novas usinas contratadas para entrar em operação de 2018 a 2023, 27% (6,8 mil MW) estão com sinalização "amarela", ou seja, com possibilidade de atraso, e 20% (5 mil MW) estão com sinal "vermelho", ou seja, graves restrições para a entrada em operação. O período 2020-2021, quando a capacidade instalada apenas de projetos com sinalização "amarela" pode alcançar mais de metade do total previsto para entrar em operação, é o mais preocupante. No grupo vermelho, o principal empreendimento sem perspectivas de entrada em operação é o da usina nuclear de Angra 3, de 1.405 MW e que sozinha responde por quase um terço da capacidade instalada de projetos em situação mais grave. Completam a lista 1,4 mil MW de outras térmicas, 1,4 mil MW de hidrelétricas de pequeno (PCH) e médio porte, 613 MW de parques eólicos e 54 MW de usinas solares. Fonte: Valor Econômico.